

## SARI

### **ANALISIS BATUAN INDUK DAN PEMODELAN SEJARAH PEMATANGAN 1D DI SUB-CEKUNGAN AMAN SELATAN, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

OLEH

ALDIS RAMADHAN

111.070.014

Sub-cekungan Aman Selatan merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Tengah, dengan posisi cekungan saat ini adalah cekungan belakang busur (Back-Arc Basin), merupakan fase *syn rift* pada waktu Eosen Awal-Oligosen Akhir yang membentuk geometri *half graben* dengan arah relatif Utara-Selatan dan dibatasi oleh suatu zona *border fault* berarah utara-selatan di bagian Barat yang dilanjutkan dengan fase *post rift* mulai pada Miosen Awal hingga Pleistosen.

Analisa batuan induk pada sub-cekungan aman selatan dilakukan pada sekitar 6 sumur yang berada pada sub-cekungan ini dengan fokus penelitian pada kelompok Pematang, diperoleh kesimpulan bahwa formasi Brown Shale merupakan formasi yang memiliki potensi paling baik sebagai batuan induk. Formasi ini memiliki kandungan material organik relatif baik (nilai TOC antara 2 - 6 %wt) dengan dominasi litologi sampel *shale*, dan dengan komposisi penyusun kerogen tipe II – II/III yang didominasi material-material organik asal danau dan sedikit material asal darat dan diasumsikan formasi ini memiliki kecenderungan menghasilkan minyak dan gas. Mempunyai nilai kematangan relatif *early mature – late mature* (0.6 – 1.19 %Ro). Lingkungan pengendapan ditafsirkan pada lingkungan *Lacustrine* (danau).

Secara umum, gas yang terdapat di Sumur sekitar Sub-Cekungan Aman Selatan merupakan gas Termogenik yang dihasilkan dari hasil *primary cracking* dan diperkirakan bersumber dari batuan induk Kelompok Pematang. Oleh karena itu, kemungkinan besar gas yang terdapat pada sumur-sumur ini bukan merupakan gas biogenik yang lazim didapatkan di Cekungan Sumatera Tengah.

Dari hasil pemodelan sejarah pematangan pada sumur ASR-2 didapatkan generasi hidrokarbon dimulai pada 26 juta tahun yang lalu dengan formasi *Brown Shale* sebagai batuan induk, *Critical Moment* di sub-cekungan Aman Selatan diasumsikan sekitar 23 juta tahun yang lalu, saat sudah terdapat perangkap serta komponen-komponen lain yang mendukung terakumulasinya hidrokarbon serta terjadi ekspulsi minyak pada 25 juta tahun yang diasumsikan adanya *Top Oil Window Hydrocarbon* lalu diikuti dengan ekspulsi gas yang terjadi pada 24 juta tahun yang lalu yang diasumsikan adanya *Top Gas Window*. Konsep *play* yang objektif di sub-cekungan Aman Selatan terjadi pada Miosen Awal – Miosen Tengah dimana telah terbentuk batupasir-batupasir yang baik sebagai reservoir serta telah terbentuk struktur-struktur yang berperan dalam pengakumulasian hidrokarbon.

Berdasarkan hasil perhitungan, hidrokarbon terperangkap di sub-cekungan Aman Selatan didapatkan volume minyak yang dapat terperangkap sebesar **43,8 MMbbls** serta volume gas yang dapat terperangkap sebesar **38,64 BCFgs**.

## **ABSTRACT**

### **SOURCE ROCK ANALYSIS AND 1D MATURATION HISTORY MODELLING ON SOUTH AMAN SUB-BASIN, CENTRAL SUMATERA BASIN**

**OLEH**  
**ALDIS RAMADHAN**  
111.070.014

South Aman Sub-basin is a part of Central Sumatera Basin which positioned as Back-Arc Basin in present day. Syn rift phase had been occurred on early Eocene – late Oligocene which forming relatively North-South trending half graben geometry and in the west was bounded by North-South trending border fault zone, continued by post rift phase which had been started on early Miocene until Pleistocene.

Source Rock Analysis was conducted within 6 wells that belong to South Aman Sub-basin. This study focused on Pematang Group, then it can be inferred that Brown Shale Formation as the primary source rock within Pematang Group. They contain above-quantities of organic carbon (TOC values between 2 – 6% wt), and the samples were dominated by shale. They comprise by kerogen type II-II/III which dominated by lacustrine organic matter and lack of terrestrial organic matter. Thus, they tend to yield mixed oil and gas. Maturity classified as early mature – late mature (0.6 – 1.19 %Ro). Brown Shale formation interpreted as lacustrine deposited.

Generally, gas characterize in the wells around South-Aman Sub-basin are thermogenic gas which produced by primary cracking process and expected derive from source rock within Pematang Group. Therefore, gas samples which taken from these wells were not biogenic gas that common found in central Sumatera Basin.

Based on maturation history modelling on ASR-2 Well, hydrocarbon generation started on 26 million years ago with Brown Shale formation as source rock. Then Critical Moment on South Aman Sub-basin assumed about 23 million years ago when all of the components had been created to support hydrocarbon accumulation. Oil expulsion started on 25 million years ago while gas expulsion on 24 million years ago.

The objective play concept on South Aman Sub-basin occurred on early Miocene – Middle Miocene when reservoir already had been formed , then these reservoir are faulted and made a hydrocarbon accumulation. In this study, the hydrocarbon trapping calculation are done. The result predicted that approximately **43,8 MMbbls** of oil and **38,64 BCF** of gas will be trapped.